

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы				
<b>АНАЛИЗ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК В СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>				

УДК 622.276.72.054-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Шупиков Александр Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Шупикову Александру Александровичу

Тема работы:

Анализ работы насосного оборудования в условиях образования гидратопарафиновых пробок в скважинах месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Компонентный состав гидратопарафиновых пробок, извлеченных из скважины; условия образования гидратопарафиновых пробок в скважинах; осложнения при эксплуатации скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири; особенности оборудования и конструкции скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях; предупреждение образования гидратопарафиновых пробок; обзор современных методов борьбы с гидратопарафиновыми пробками при эксплуатации скважин; расчет удельной дозировки и суточного расхода ингибитора гидратообразования; совершенствование технологии борьбы с

	гидратопарафинообразованием	промышленного оборудования.
--	-----------------------------	-----------------------------

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Характеристика отложений, связанных с образованием в стволе скважины гидратопарафиновых пробок
Анализ технологий и технических средств разрушения гидратопарафиновых пробок в скважинах
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Шупиков Александр Александрович		18.02.2018

## **Обозначения, определения и сокращения**

**НКТ** – насосно-компрессорная труба;

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**КВЧ** – коэффициент взвешенных частиц;

**ПЭД** – погружной электродвигатель;

**МРП** – межремонтный период скважин;

**ЭЦН** – электроцентробежный насос;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**МГРП** – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

**ГНО** – глубинное насосное оборудование;

**НКМ** – высокогерметичные гладкие насосно-компрессорные трубы;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**СНПХ** – Самотлорнефтепромхим;

**НТС** – низкотемпературная сепарация;

**ДЭГ** – диэтиленгликоль;

**ППУ** – передвижная парообразующая установка;

**ПСК** – пено-солевая композиция;

**ПКК** – пено-кислотная композиция;

**ОПИ** – опытно-промышленные испытания.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 страницы, в том числе 21 рисунок, 12 таблиц. Список литературы включает 17 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, парафины, гидраты, гидратообразование, ингибиторы, метанол, гидратопарафиновые пробки, осложнение.

Объектом исследования являются комплексные технологии для борьбы с гидратопарафинообразованием на газовом и газоконденсатном промысле.

Цель работы – анализ комплексных технологий для борьбы с гидратопарафинообразованием на примере месторождений Западной Сибири.

В работе приведены общие сведения о гидратах, их типах и способах образования. Рассмотрены основные осложнения при эксплуатации скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. Проведён анализ технологий и технических средств разрушения гидратопарафиновых пробок в скважинах. Произведен экономический расчет процесса ликвидации гидратообразования при закачке метанола в скважину.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ С ОБРАЗОВАНИЕМ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ ГИДРАТОПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК.....	10
1.1. Компонентный состав гидратопарафиновых пробок, извлеченных из скважины.....	11
1.2. Условия образования гидратопарафиновых пробок в скважинах.....	19
1.3. Осложнения при эксплуатации скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.....	19
1.3.1. Гидратообразование .....	20
1.3.2. Асфальтосмолопарафиновые отложения .....	21
1.3.3. Коррозионный износ .....	21
1.3.4. Сверхнормативная кривизна скважин .....	24
1.3.5. Отложения солей.....	24
1.3.6. Механические примеси .....	26
1.3.7. Негативное влияние газа .....	26
1.3.8. Снижение продуктивности скважин.....	26
1.3.9. Анализ осложнений на примере месторождений ООО «Х» .....	27
2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ РАЗРУШЕНИЯ ГИДРАТОПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК В СКВАЖИНАХ.....	35
2.1. Особенности оборудования и конструкции скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях.....	35
2.2. Предупреждение образования гидратопарафиновых пробок.....	35
2.3. Обзор современных методов борьбы с гидратопарафиновыми пробками при эксплуатации скважин.....	39
2.3.1. Технологические методы борьбы с образованием гидратов .....	39
2.3.2. Химические методы борьбы с образованием гидратов .....	40
2.3.3. Физические методы борьбы с образованием гидратов .....	43
2.4. Расчет удельной дозировки и суточного расхода ингибитора гидратообразования .....	45
2.4.1. Пример расчета удельного расхода метанола .....	50
2.5. Совершенствование технологии борьбы с гидратопарафинообразованием промыслового оборудования .....	54
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	58

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	63
4.1. Производственная безопасность.....	63
4.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	64
4.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	69
4.2 Экологическая безопасность.....	73
4.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	74
4.2.2 Мероприятия по охране водных объектов .....	75
4.2.3 Мероприятия по охране литосферы.....	75
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	80
Список используемых источников:.....	82

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть и газ являются источниками энергии для большинства видов человеческой деятельности. Газ – наиболее экологически чистое природное топливо и ценное сырье для производства химической продукции. Ежегодно спрос на него возрастает, и в связи с этим необходимы конструктивные решения, направленные на усовершенствование подотраслей топливной отрасли промышленности. Также необходимы разработки, связанные с усовершенствованием методов борьбы с различными осложнениями, возникающими в процессе добычи, подготовки и транспортировки газа.

Одним из самых распространенных видов осложнений является образование гидратопарафиновых отложений в насосном оборудовании, колонне лифтовых труб, промысловых и магистральных трубопроводах. К середине 90-х годов прошлого столетия на промыслах Западной Сибири фонд скважин, простаивающих из-за гидратопарафиновых отложений, составлял, по разным оценкам, 25...35 % от общего количества простаивающих скважин.

Первая публикация, связанная с гидратами газов, относится к 1811 году, когда английский химик Хэмфри Дэви, пропуская хлор через воду при атмосферном давлении и температурах, близких к 0°C, получил в стеклянной колбе желтоватый осадок – гидрат хлора. Нестабильность полученного соединения и уровень инструментальных исследований тех лет не позволили ему детально изучить его свойства. После этого на протяжении долгого времени исследования гидратов почти не проводились. Но в тридцатых годах двадцатого века бурно развивающаяся газодобывающая промышленность поставила перед исследователями задачу серьезного изучения гидратов газов, в первую очередь с целью разработки методов предупреждения их образования и скопления в трубопроводах и аппаратах при добыче и транспорте газа.

К настоящему времени разработан ряд методов борьбы с образованием гидратных и парафиновых пробок при эксплуатации скважин. Актуальным



вопросом является разработка комплексных видов воздействия на гидратопарафиновые отложения, что в перспективе может существенно снизить затраты на разработку газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири.

## **1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ С ОБРАЗОВАНИЕМ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ ГИДРАТОПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК**

Открытие и ввод в промышленную разработку крупнейших нефтяных месторождений Западной Сибири поставили ряд сложных проблем повышения эффективности нефтедобычи. Большая глубина залегания продуктивных пластов, высокий газовый фактор, высокая обводненность продукции и повышенное содержание парафиновых углеводородов в нефти являются причиной образования твердых отложений, перекрывающих насосно-компрессорные трубы (НКТ), а в ряде случаев затрубное пространство добывающих скважин. Глубина твердых отложений в НКТ достигает до 600 и более метров в зависимости от условий эксплуатации скважин. Эти отложения, состоящие из парафина, смол, асфальтенов, мехпримесей и воды препятствуют дальнейшей эксплуатации скважины.

Одной из причин снижения добычи нефти является образование и накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании и призабойной зоне пласта. В зависимости от состава АСПО предлагается подразделять на три класса:

- 1) асфальтеновый —  $\Pi/(A+C) < 1$ ;
- 2) парафиновый —  $\Pi/(A+C) > 1$ ;
- 3) смешанный-  $\Pi/(A+C) \sim 1$ ,

где  $\Pi$ ,  $A$  и  $C$  содержание (% массовых) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно [1].

Другой важнейшей проблемой при эксплуатации нефтегазовых месторождений является образование газогидратов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации скважины.

### **1.1. Компонентный состав гидратопарафиновых пробок, извлеченных из скважины**

Гидраты – это твердые кристаллические соединения, образованные водой и микромолекулами. Они входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатратов» или «соединений включения». Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества.

Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей.

В нефтегазовой промышленности «гидратами» называют вещества, которые при комнатной температуре обычно находятся в газообразном состоянии. В число таких веществ входят метан, этан, двуокись углерода, сероводород и др. Отсюда возник термин «газовые гидраты».

Вода часто сопутствует природному газу. Поэтому добываемый природный газ всегда насыщен водой. Кроме того, в некоторых случаях из скважин вместе с газом добывается пластовая вода. Вследствие таких тесных связей между водой и природным газом гидраты могут встречаться на всех стадиях добычи и подготовки природного газа [2]. При определенных условиях каждая молекула компонентов углеводородного газа (метан, этан, пропан, бутан) способна связать 6-17 молекул воды, например:  $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ;  $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$ ;  $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$ . Таким образом, образуются твердые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами.

Безгидратный режим работы возможен при условии:  $P \leq P_{\text{пл}}$  и  $T \geq T_{\text{пл}}$ , где  $P_{\text{пл}}$  и  $T_{\text{пл}}$  – равновесные давление и температура гидратообразования. Величины  $P_{\text{пл}}$  и  $T_{\text{пл}}$  определяют экспериментально. Причем, чем выше давление, тем выше  $T_{\text{пл}}$ . В условиях высокого давления гидраты не могут существовать при температуре выше критической  $T_{\text{кр}}$  (таблица 1):

Таблица 1 – Температура гидратообразования

Газ	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	i- C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
T <sub>кр</sub> , °C	21,5	14,5	5,5	1,5

Молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются с помощью Ван-дер-Ваальсовых сил притяжения. Гидраты образуются в виде двух структур, полости которых заполняются молекулами гидратообразователей частично или полностью (рисунок 1). В I структуре 46 молекул воды образуют две малые полости и шесть больших полостей; во II структуре 136 молекул воды образуют восемь больших полостей и шестнадцать малых полостей (сравнительная характеристика указана в таблице 2).

Таблица 2 – Сравнительные характеристики гидратов I и II типов

	Тип I	Тип II
Количество молекул воды в одной ячейке решётки	46	136
Количество полостей в одной ячейке		
малых	2	16
больших	6	8
Теоретическая формула ячейки*		
при заполнении всех полостей	M·5,75H <sub>2</sub> O	M·5,75H <sub>2</sub> O
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,1500
при заполнении только больших полостей	M·7,67H <sub>2</sub> O	M·17H <sub>2</sub> O
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
Диаметр полости, А		
малой	7,9	7,8
большой	8,6	9,5
Объем одной ячейки каркаса, м <sup>3</sup>	1,728·10 <sup>-27</sup>	5,178·10 <sup>-27</sup>
* М – молекулы гидратообразующего вещества.		

При заполнении восьми полостей гидратной решетки состав гидратов структуры I выражается формулой  $8M-46H_2O$  или  $M-5,75H_2O$ , где M - гидратообразователь. Если заполняются только большие полости, формула будет иметь вид  $6M-46H_2O$  или  $M-7,67H_2O$ . При заполнении восьми полостей гидратной решетки состав гидратов структуры II выражается формулой  $8M136H_2O$  или  $M17H_2O$ .

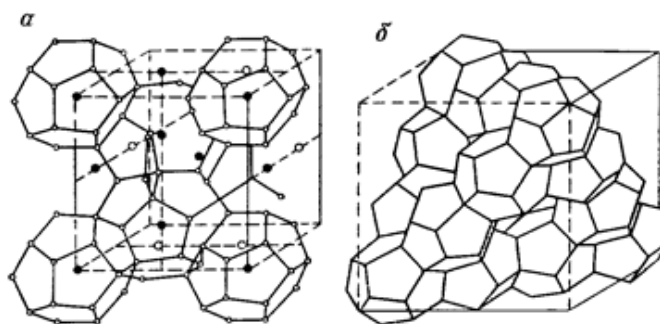


Рисунок 1 - Структура образования гидратов: а - вида I; б - вида II

Под парафиновыми осложнениями в практике нефтедобычи часто понимаются осадки, содержащие, кроме парафина, смолы, асфальтены, воду, песок, глину, сульфид железа. К наиболее сложным относят гидрато-парафиновые пробки, образующиеся при охлаждении околоствольной части скважины. Парафины, отлагающиеся на стенках ствола скважины, представляют собой смесь твердых парафиновых углеводородов состава  $C_{17}H_{36}$ - $C_{36}H_{74}$  и гибридных углеводородов (церезинов алкано-нафтенового строения состава  $C_{36}H_{74}$ - $C_{71}H_{144}$ ). Технический парафин представляет из себя смесь парафинов (10-75 %), смол (10-30 %), асфальтенов (2-5 %), связанной нефти (до 60 %).

Твердые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях; их содержание может колебаться от следов до 20-28 % и иногда их влияние на технологию и технику добычи, сбора и транспорта, подготовку и переработку нефти может быть решающим. Они хорошо растворяются в нефти только при повышенной ( $40^{\circ}C$  и более) температуре. Так как пластовая температура нефтяной залежи в большинстве

случаев выше 40°C, то парафины в пластовых условиях образуют в нефти гомогенный раствор.

В 1000 м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа при температуре 20 и давлении 20 МПа содержится около 1 кг воды.

Анализ результатов изучения состава отложений, сопоставление состава попутных газов и газа, выделившегося при разложении пробки, позволяет прийти к выводу, что образующиеся пробки имеют гидратно-нефтяную природу. Образец, как правило, представляет собой темно-бурую массу, которая в атмосферных условиях разлагается на жидкость, газ, механические примеси, причем температура продуктов разложения приближается к +1,+2 °С, что характерно для интенсивного газовыделения.

Как правило, компонентный состав гидратных образований и выделившегося газа, указывают, что они имеют комплексный характер, а состав газа соответствует попутному газу, причем массовые содержания компонентов достаточно хорошо коррелируются [3].

## **1.2. Условия образования гидратопарафиновых пробок в скважинах**

Информация данного раздела (стр. 14 – 19) удалена, так как содержит конфиденциальную информацию.

## **1.3. Осложнения при эксплуатации скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири**

В настоящий момент в Западной Сибири существует тенденция роста доли трудноизвлекаемых запасов.

Доля нефти, которую можно было добыть без применения современных методик, сокращается, растет доля трудноизвлекаемых запасов. Происходит переход к разработке более глубоких пластов – юрских и палеозойский отложений.

При этом их разработка зачастую сопровождается рядом проблем при эксплуатации добывающих скважин.

Учитывая накопленный опыт разработки месторождений Западной Сибири можно выделить следующие основные осложнения, происходящие при эксплуатации добывающих скважин:

- снижением продуктивности скважин;
- повышенным газовым фактором;
- коррозионным износом подземного и наземного оборудования;
- отложениями солей в трубопроводах;
- повышенным содержанием механических примесей;
- сверхнормативной кривизной скважин;
- асфальтосмолопарафиновые отложения;
- гидратообразование.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

### **1.3.1. Гидратообразование**

Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Они состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды. Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, полное насыщение газа парами воды.

Образовавшиеся гидратные пробки могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств. Часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дросселирования газа в которых сопровождается резким понижением температуры.

### **1.3.2. Асфальтосмолопарафиновые отложения**

Повышенное содержание АСПО в продукции скважин, и невысокие дебиты делают вероятным образование отложений АСПО на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования.



Рисунок 2 – Отложения АСПО на внутренней поверхности НКТ

Парафинизация оборудования возникает в результате охлаждения газонефтяного потока от пластовой (120 °С) до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны, а также вследствие разгазирования флюида.

Выпадение АСПО на стенках глубинного оборудования работающих и простаивающих скважин зависит от материала, качества обработки и степени коррозионного износа поверхности глубинного оборудования.

АСПО могут быть цементирующей основой для взвешенных частиц твердой фазы, что приводит к образованию на поверхности оборудования плотной и прочной корки указанной смеси, плохо поддающейся любым обработкам.

### **1.3.3. Коррозионный износ**

По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа подземного оборудования.

В последние годы прослеживается тенденция роста количества отказов погружного оборудования добывающих скважин по причине коррозии.



Наблюдается коррозия как внутренней стенки НКТ, так и внешней поверхности корпусов погружных электродвигателей (ПЭД). Коррозия ПЭД является причиной примерно 70% отказов скважин, вышедших из строя по причине коррозии. Всего же количество отказов погружного оборудования по причине коррозии за последние два года увеличилось в 4-5 раз и на сегодняшний день составляет в целом по объединению 13-15 % от действующего фонда скважин.

Межремонтный период скважин (МРП), подвергшихся коррозии, варьируется от 27 до 300 суток и составляет в среднем 100 суток при среднем общем МРП - 300 суток. Потери в добыче нефти из-за отказов скважин по причине коррозии достигают 2 000 т/год. Визуальное обследование коррозионных повреждений подземного оборудования указывает на протекание в скважинах:

- мейза-коррозии, инициированной истиранием защитного покрытия ЭЦН при его спуске в скважину. Оголившийся в виде продольных полос металл после спуска подвергся интенсивной электрохимической коррозии

- язвенно-канавочной коррозии, локализованной только на одной стороне корпуса ПЭД протекающей в месте контакта корпуса ПЭД с обсадной колонной. При этом скорость коррозии обычно резко возрастает за счет добавления к углекислотной коррозии контактной, щелевой, фреттинг- и электрокоррозии.

На рисунке 3, показано коррозионное поражение легированной, коррозионн-стойкой стали. На рисунке 3а, 3б, показано коррозионное поражение углеродистой и низколегированной стали.

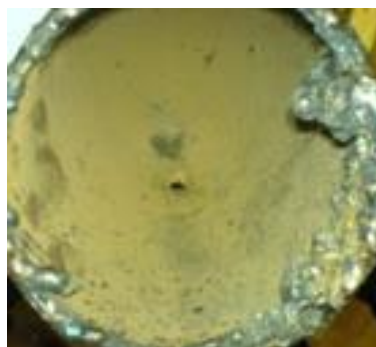


Рисунок 3 – Коррозионное поражение легированной, коррозионно-стойкой стали



Рисунок 3а



Рисунок 3б

Рисунок 3 а, б – Коррозионное поражение углеродистой и низколегированной стали

Характер и скорость коррозии оборудования скважин зависят от концентрации  $H_2S$  и  $CO_2$  в воде. Многообразие форм и видов коррозии, протекающих на нефтегазоконденсатных месторождениях, объясняется разнообразием условий работы оборудования, изготовленного из стали различных марок. Однако интенсивность и характер разрушений по технологической линии движения газа в системе пласт – скважина – газосборные сети – установки подготовки газа имеют некоторую закономерность:

- в насосно-компрессорных трубах гладкая внутренняя поверхность корродирует в основном равномерно;
- от забоя к устью скважины интенсивность коррозии возрастает;
- в фонтанной арматуре максимальные разрушения наблюдаются в местах резкого изменения направлений газожидкостного потока

(поворотах, выступах), местах скопления электролита. Коррозия носит в основном язвенный характер;

- в горизонтально уложенных трубопроводах максимальные разрушения наблюдаются в нижней части, в местах движения электролита. В верхней части труб скорость коррозии значительно меньше.

#### **1.3.4. Сверхнормативная кривизна скважин**

Кривизна скважин существенно влияет на надежность работы насосного оборудования УЭЦН. В процессе бурения из-за несоблюдения технологии иногда происходит сверхнормативное искривление ствола скважин (более  $2^\circ$  на 10 м), что ухудшает условия работы насосного оборудования, а в некоторых случаях ограничивает глубину его возможного спуска. В данном случае для интенсификации добычи предполагается бурение новых скважин с большими отходами, где следует четко отслеживать геометрию ствола.

Результаты статистического анализа опыта эксплуатации УЭЦН показывают, что влияние искривления ствола скважины в зоне подвески насоса на МРП начинает проявляться при достижении значения около  $12'$  на 10 м.

Не менее важное значение имеет учет искривления в зоне спускоподъемных операций (СПО). При больших (более  $2^\circ$  на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема, в особенности при высокой скорости СПО, повышается вероятность обрыва УЭЦН или возникновения остаточных деформаций узлов установки, что резко сокращает МРП.

#### **1.3.5. Отложения солей**

Практика нефтедобычи в Западной Сибири свидетельствует, что солеотложение является одним из наиболее существенных факторов, приводящих к снижению продуктивности добывающих скважин и наработки на отказ скважинных насосов. Мониторинг отложений указывает на то, что доля солевых в общем числе отказов ЭЦН варьируется от 12 до 25 %. Различная интенсивность солеотложения в скважинах связана с разной насыщенностью

попутно-добываемых вод солеобразующими ионами, обводненностью добываемых флюидов, условиями эксплуатации погружных скважинных насосов. В скважинах месторождений Западной Сибири отмечено выпадение сульфатных (барит) и карбонатных (кальцит) осадков. Основным источником солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. Наиболее вероятным осадком является кальцит.

В условиях Западной Сибири чаще всего причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. В скважинах, оборудованных УЭЦН, отложения солей могут осаждаться на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и крыльчатках насоса, токоведущем кабеле. По факту подобные отложения обнаруживаются на месторождении.



Рисунок 4 – Отложение солей на рабочих органах УЭЦН

Как показывают расчеты, значения расчетного индекса насыщения для скважин выводимых из бурения составит  $SI\ 0,44-1,08$ . Максимальные значения отмечаются в зоне забой - насос. По теории Оддо и Томсона, заметные солевые отложения появляются при индексе насыщения  $SI$  более 0,4, однако следует учитывать, что при наличии турбулентности этот порог снижается. Также следует учитывать, что наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из пересыщенного раствора оказывают асфальтены и смолы, выступающие центрами кристаллизации солей, что может привести к формированию осадка, несмотря на низкое значение  $SI$ . Так по результатам

определения качественного и количественного состава твердых отложений на большинстве месторождений Западной Сибири выявлено, что более 50 % массы составляют карбонаты. В процессе эксплуатации и роста обводненности риски негативного влияния солеотложения увеличиваются.

### **1.3.6. Механические примеси**

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом за счет уменьшения МРП насосов. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок и т. д.).

Для более качественного подбора защитного оборудования для условий данного месторождения желательно выполнить анализ дисперсности выносимых потоком добываемого флюида частиц.

### **1.3.7. Негативное влияние газа**

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

При этом разработка пластов на режимах низких забойных давлений также является причиной выделения газа, и как следствие частых поломок насосов.

В то же время в последнее время растет число применяемых горизонтальных скважин с МГРП, отличающиеся большими отборами, и как следствие более резкому снижению давления в призабойной зоне и выделения газа.

### **1.3.8. Снижение продуктивности скважин**

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации скважин, снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны при первичном и вторичном вскрытии пласта может быть вызваны:

- проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твердой фазы бурового раствора;
- образованием нерастворимых осадков, которые выпадают в порах и трещинах пласта;
- образованием на границе контакта промывочной жидкости с нефтью стойких вязких водонефтяных эмульсий, которые препятствуют продвижению нефти из пласта в скважину.

### **1.3.9. Анализ осложнений на примере месторождений ООО «Х»**

Негативное воздействие на эксплуатацию большинства скважин осложненного фонда ООО «Х» оказывают одновременно несколько видов осложняющих факторов. К таковым в большинстве случаев относятся углекислотная коррозия, выпадение солей и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), вынос механических примесей и высокое содержание свободного газа на приеме ГНО.

Если рассматривать осложняющие факторы по отдельности, то наибольшую долю в структуре осложненного фонда занимают скважины, эксплуатация которых осложнена повышенным содержанием свободного газа (773 скважин, или 38% фонда), далее с большим отрывом следуют скважины, осложненные АСПО и выносом мехпримесей – 370 и 369 соответственно (по 18%). Эксплуатация 252 скважин фонда (13%) осложнена выпадением солей.

В период 2014-2016 годов существенно сократилось число преждевременных отказов ГНО. Так, число отказов по причине засорения рабочих органов УЭЦН мехпримесями сократилось со 141 до 118, по причине солеотложения – с 52 до 41, коррозии НКТ и элементов подвески – со 199 до 61, АСПО – с 8 до 2 (Рисунок 5) [14].

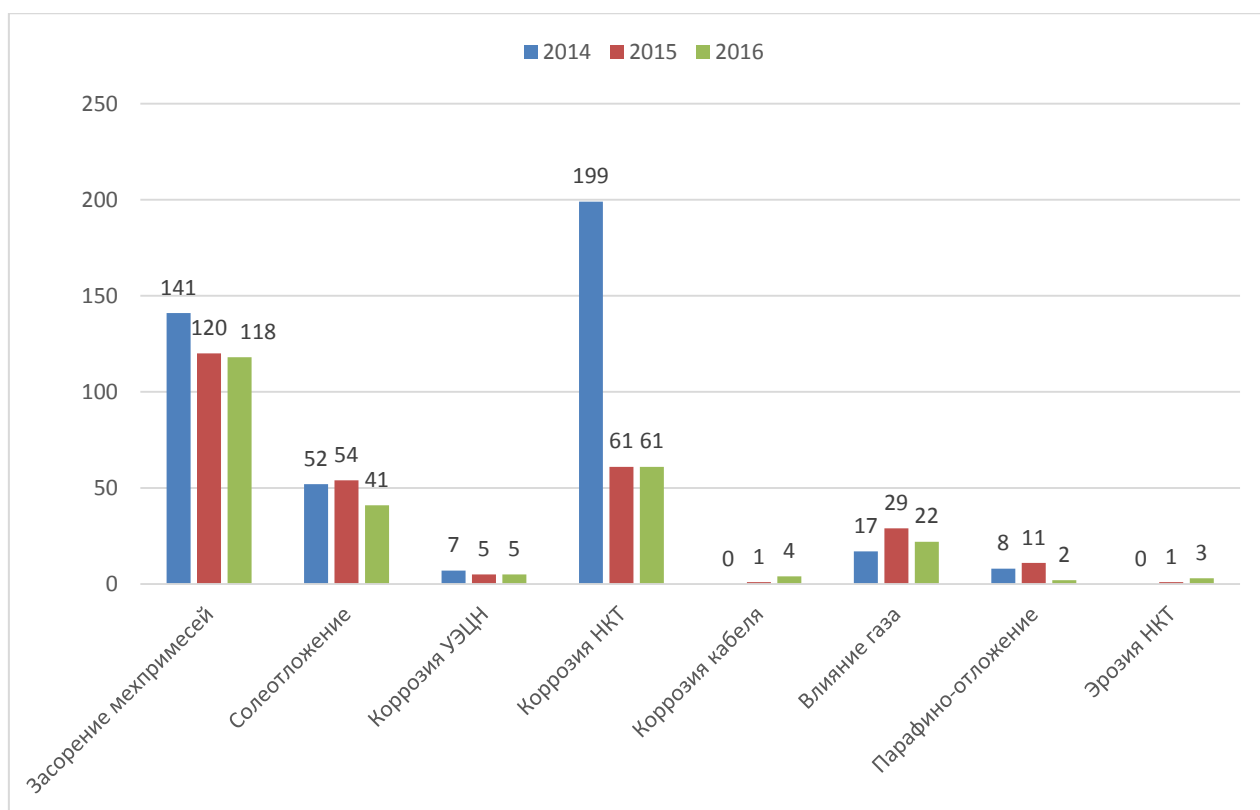


Рисунок 5 – Распределение причин отказов газонефтяного оборудования в скважинах осложненного фонда в 2014-2016 гг

Таблица 3 – Осложнения на фонде ООО «Х»

<b>Тип осложнения</b>	<b>Солеотложение</b>	<b>Коррозионная агрессивность</b>	<b>Эрозионная агрессивность</b>	<b>Мехпримеси</b>	<b>АСПО</b>	<b>Гидратные отложения</b>	<b>Высокий газовый фактор</b>
Солеотложение	252	5	1	45	106	4	143
Коррозионная агрессивность	5	124	-	24	17	-	76
Эрозионная агрессивность	1	-	130	129	-	-	67
Мехпримеси	45	24	129	369	72	3	201
АСПО	106	17	-	72	370	12	210
Гидратные отложения	4	-	-	3	12	15	11
Высокий газовый фактор	143	76	67	201	210	11	773



## 2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ РАЗРУШЕНИЯ ГИДРАТОПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК В СКВАЖИНАХ

### 2.1. Особенности оборудования и конструкции скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях

Информация данного раздела (стр. 29 – 35) удалена, так как содержит конфиденциальную информацию.

### 2.2. Предупреждение образования гидратопарафиновых пробок

Предупреждение любого осложнения в скважине как правило требует меньше затрат, чем ликвидация результатов возникшего осложнения. Это применимо и к гидратопарафинообразованию.



Рисунок 7 – Методы предупреждения образования гидратопарафиновых пробок

В настоящее время разработаны и активно применяются химические и тепловые способы предупреждения гидратообразования.

Тепловые методы основаны на повышении температуры в стволе скважины (в месте начала гидратообразования) или сборном трубопроводе выше критической и поддержании ее в течение длительного времени.

Существует несколько способов решения данной проблемы. Для газовых скважин можно установлением количества отбора газа добиться такого режима, когда температура на устье станет несколько выше его температуры в области призабойной зоны. Увеличение дебита до определенного предела ведет к сокращению времени пребывания газа в стволе скважины и уменьшению его теплоотдачи. Однако таким условиям удовлетворяет определенный режим, так как дальнейшее увеличение дебита ведет к снижению температуры за счет дроссель-эффекта.

Можно создать необходимую температуру за счет экзотермической реакции путем смешивания пятихлористого фосфора  $\text{PCl}_5$  с водой:



Однако поддерживать постоянно необходимую температуру по данной технологии сложно: здесь речь может идти о периодическом воздействии.

Существуют также технологии, предусматривающие периодическую прокачку теплоносителя через скважину агрегатами депарафинизации. На практике тепловые методы получили применение для борьбы с гидратообразованием в газопроводах путем подогрева газа устьевыми подогревателями и использования теплоизолированных труб.

Химические методы включают технологию подачи в скважину ингибиторов различного типа. Действие их направлено на изменение структурных параметров воды и равновесных условий гидратообразования. Ингибиторы уменьшают растворимость газа в воде. Именно эту задачу выполняют водные растворы спиртов, электролитов и их смеси.

Ингибиторы подразделяются на два класса — неорганические и органические. К неорганическим относятся электролиты, диссоциирующие в растворах на ионы и имеющие как положительный, так и отрицательный заряд. Взаимодействие ионов с водой имеет электростатический характер.

Выбор неорганического ингибитора основан на его способности хорошо растворяться в воде и сильно диссоциировать на ионы. Наиболее активные ингибиторы — соединения бора, бериллия и алюминия. Рекомендуются в этом же качестве нитраты калия, аммония, кальция, хорошо растворимые в воде, а также хлориды этих же элементов.

Из последних вследствие доступности, низкой стоимости и высокой активности получил широкое применение  $\text{CaCl}_2$ . Хлористый кальций применяется в виде раствора 30-35 % концентрации плотностью 1286-1336 кг/м<sup>3</sup>, температурой замерзания минус 55 – 20°C, температурой кипения 110-114 °C. Недостатком является его способность обогащаться кислородом воздуха и становиться коррозионно-активным. Поэтому при длительном хранении следует исключить его контакт с воздухом и применять антикоррозионные присадки.

Основным методом предупреждения гидратообразования является использование метанола, так как он обладает лучшим соотношением цена – технологическая эффективность. Метиловый спирт, введенный в поток газа, частично поглощает водяной пар и переводит его в раствор, не образующий гидратов, или же образующий их при более низких температурах. Метанол ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) — бесцветная жидкость с характерным запахом этилового спирта. Смешивается в любых соотношениях с водой, этанолом, диэтиловым спиртом, ацетоном, бензолом. Является сильным ядом, действующим на нервную и сосудистую системы. Молекулярная масса 32,4, плотность при 25°C 796 кг/м<sup>3</sup>, температура кипения 64,7°C, при концентрациях 20 и 30 % температура замерзания соответственно 18,5 и 31,5 °C.

Так же одной из профилактических мер предупреждения гидратообразования является использование органических ингибиторов – сорбитов влаги, гликолей [5].

Основными факторами, влияющими на процесс образования и роста парафиноотложений, являются термобарические условия (температура и давление) углеводородной системы, состав добываемой продукции и

гидродинамические характеристики потока. Доминирующую роль в этом перечне играет температура.

В промысловых условиях в скважинах, трубопроводах и другом технологическом оборудовании основным фактором, влияющим на температуру углеводородной системы, а также на равновесное состояние ее, является теплообмен с окружающей средой. Когда перепад температуры между углеводородной смесью и окружающей средой положительный, происходит кристаллизация парафинов. Чем ниже температура окружающей среды, тем интенсивнее процесс кристаллизации (при прочих равных условиях). И поскольку теплообмен с окружающей средой происходит через стенки трубопровода или другого технологического оборудования, наибольшее количество формирующихся кристаллов сосредотачивается в пристенном слое.

В зарубежной и отечественной практике добычи нефти применяются химические реагенты (присадки) для предотвращения отложений парафинов. Для этого обычно применяют ПАВ или композиции на их основе, которые, адсорбируясь на кристаллах парафинов и на стенках труб, снижают силы адгезии и препятствуют образованию отложений. Широкое распространение получили ингибиторы парафинообразования отечественного производства СНПХ (СНПХ-ИПГ-11, СНПХ-7890, СНПХ-7920, СНПХ-7909, СНПХ-7963 и др).

Вместе с тем при использовании композиций был выявлен и ряд недостатков. При длительном хранении композиции склонны к расслаиванию, а также в зимнее время повышается их вязкость, что отрицательно сказывается на работе дозирующих насосов.

С целью устранения отмеченных недостатков были проведены лабораторные исследования по разработке универсального ингибитора парафиновых и гидратных образований. В результате исследований большого количества химических реагентов был подобран состав, который показал высокий отмывающий эффект пленки нефти. Основным компонентом в составе является метанол (50 – 60 % массовых), который предотвращает

гидратообразования. Неионогенное ПАВ (ОП-10) снижает поверхностное натяжение и улучшает диспергирование кристаллов парафина. Добавка кальцинированной соды усиливает моющую способность состава, нейтрализует кислые компоненты парафиноотложений и обеспечивает оптимальное значение рН. Введение в состав иодида или бромиды щелочного металла значительно улучшает его диспергирующую и смачивающую способности за счет снижения межфазного натяжения на границе «нефть-вода» и повышения его растворяющей способности [6].

### 2.3. Обзор современных методов борьбы с гидратопарафиновыми пробками при эксплуатации скважин

Для борьбы с гидратами разработан ряд методов, представленных на рисунке 8, которые можно классифицировать как химические, физические и технологические.



Рисунок 8 – Классификация методов борьбы с образованием гидратов в газопромысловых системах

#### 2.3.1. Технологические методы борьбы с образованием гидратов

Технологические методы борьбы с гидратами подразумевают под собой поддержание безгидратных режимов эксплуатации оборудования. Это достигается подбором соответствующих рабочих дебитов скважины, обеспечивающих температуру на устье выше равновесной температуры гидратообразования. Повысить температуру газа на устье скважины можно частичным дросселированием газа на забое скважины, использованием теплоизолированных обсадных или лифтовых труб, применением активных тепловых методов (забойных нагревателей, греющего кабеля и др.).

### **2.3.2. Химические методы борьбы с образованием гидратов**

Ряд методов подразумевает под собой использование химических реагентов, которые принято называть ингибиторами. Их принято подразделять на ингибиторы гидратообразования и ингибиторы гидратоотложения.

Под ингибиторами гидратообразования понимают вещества, либо изменяющие термобарические условия образования гидратов (термодинамические), либо влияющие на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке (кинетические).

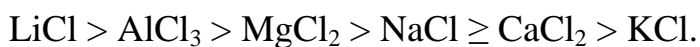
Термодинамические ингибиторы представляют собой вещества, растворимые в воде и меняющие ее активность, а следовательно и смещающие равновесие в системе газ – вода – газовые гидраты в сторону более низких температур.

В промышленных условиях используют три группы термодинамических ингибиторов:

- водные растворы электролитов;
- антигидратные реагенты на базе гликолей;
- метанол и соединения на его основе.

Составы на базе растворов электролитов активно использовались на газовых промыслах в 70-е годы прошлого века. Конкурентоспособными при выборе солей-ингибиторов оказались только хлориды и нитраты, но хлориды значительно дешевле. По антигидратной активности хлоридов (оцениваемой по

снижению температуры гидратообразования в водном растворе заданной массовой концентрации электролита и при фиксированном давлении) имеет место следующий ряд:



Но с экономической точки зрения хлорид кальция является наиболее выгодным среди остальных солей. Достоинства этого ингибитора в высокой антигидратной активности, дешевизне, простоте приготовления раствора и нетоксичности. Недостатки – очень высокая коррозионная активность, возможность выпадения осадка при смешении с пластовой минерализованной водой, необходимость специального узла подготовки рабочего раствора. В настоящее время разработан ряд комплексных ингибиторов на основе хлорида кальция, а которых для уменьшения коррозионной активности используются специальные антикоррозионные добавки. Однако применение растворов электролитов актуально только для небольших месторождений, а для крупных газовых и газоконденсатных месторождений является нетехнологичным.

Гликоли – довольно распространенные ингибиторы гидратообразования для процесса низкотемпературной сепарации (НТС) газа. В газовой промышленности наибольшее применение находит диэтиленгликоль (ДЭГ), который используется так же, как абсорбент при осушке газа. Одним из достоинств ДЭГа является его малая растворимость в газовой фазе, а так же проработанная в деталях система регенерации отработанного раствора. Недостатками являются высокая цена, довольно высокая вязкость и сравнительно высокая температура кристаллизации (что затрудняет его использование в северных условиях). Однако в практике эксплуатации крупных месторождений имеется тенденция замены ингибитора ДЭГа на более дешевый и доступный метанол.

На действующих месторождениях Западной Сибири в настоящее время используется практически только метанол. Взамен чистого метанола почти с той же антигидратной эффективностью можно использовать технические сорта, а также полупродукты его производства или кубовые остатки химических

производств, где он используется в технологическом цикле. В таком случае ставится задача снижения эксплуатационных затрат. Достоинства и недостатки применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования были рассмотрены в работе ранее. На основе недостатков, связанных с ядовитостью, пожароопасностью и недостаточной проработанностью технологий утилизации отработанных растворов низких концентраций, были сформулированы требования к новым ингибиторам, которые могли бы конкурировать с метанолом. К этим требованиям относятся:

1. Высокая надёжность процесса предупреждения гидратообразования в промышленных условиях и возможности его автоматизации.
2. Малая токсичность реагентов.
3. Сочетаемость с традиционными термодинамическими ингибиторами.
4. Меньший удельный расход ингибитора и существенно меньшие эксплуатационные затраты.
5. Отсутствие необходимости регенерации отработанного ингибитора.
6. Возможность закачки в пласт отработанных растворов низких концентраций.

В разработке новых составов ингибиторов и технологий их применения следует исходить из возможности хотя бы частичной реализации этих требований.

Кинетические ингибиторы (водорастворимые полимерные композиции) в достаточно малых концентрациях (0,5 – 1,0 мас.%) предотвращают на некоторое время процесс образования гидратов и резко замедляют рост центров кристаллизации.

Ингибиторы гидратоотложения – вещества, изменяющие консистенцию гидратной массы (делающие ее текучей, например, за счет диспергирования газовых гидратов в газожидкостном потоке) или меняющие условия адгезии (прилипания) гидратов к внутренним поверхностям промышленных коммуникаций.



Такие методы предупреждения гидратных отложений близки ко многим методам борьбы с парафиноотложениями. Наиболее простая идея состоит в том, чтобы попытаться заблокировать водную фазу в газожидкостном потоке и тем самым резко уменьшить рост газогидратных частиц. Для данных целей, как правило, используются жидкие углеводородные поверхностно-активные вещества (ПАВ) либо так называемые ингибиторы-диспергаторы (непенообразующие ПАВ, растворимые в каком-либо органическом носителе, который в свою очередь малорастворим в воде). Однако ПАВы-диспергаторы не являются экологически безвредными, следовательно, надёжность данной технологии заведомо ниже, чем при использовании термодинамических ингибиторов [7].

### **2.3.3. Физические методы борьбы с образованием гидратов**

Физические методы борьбы, направленные на устранение пробок, уже образовавшихся и приведших к снижению дебита скважин или прекращению их работы, принято разделять на тепловые, механические и воздействие физических полей.

Тепловые методы включают воздействие на пробку различными теплоносителями – водой, паром, горячей нефтью. В качестве теплогенераторов используют наземные агрегаты — паропередвижные и депарафинизационные установки, а также скважинные источники тепла – электронагреватели различной конструкции.

Для прогрева гидратной пробки теплоносителем необходимо образовать два канала: один для подачи теплоносителя до гидратной пробки и второй для подъема раствора теплоносителя и компонентов пробки. Операция может проводиться по схеме, приведенной на рисунке 9. По мере разрушения пробки промывочные трубы опускаются подъемником через специальный превентор. В качестве промывочных могут использоваться трубы малого диаметра или трубчатые штанги. В настоящее время вместо труб используют специальные шланги высокого давления.

Механические способы предполагают разрушение рыхлых или плавающих пробок, образующихся в насосно-компрессорных трубах, специальными штангами. Воздействуя на пробку ударами штанги, опускаемой на канате, пробку можно разрушить или протолкнуть на забой в зону повышенной температуры. Для повышения эффекта штангу иногда оснащают скребками [8].

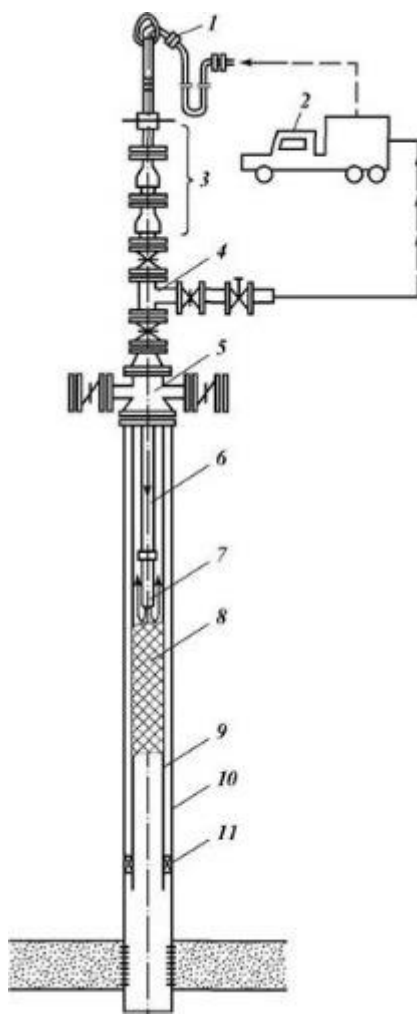


Рисунок 9 – Схема оборудования скважины при разрушении гидратной пробки закачкой теплоносителя: 1 – вертлюг; 2 – ППУ; 3 – превентор; 4 – арматура фонтанная; 5 – колонная головка; 6 – промывочные трубы; 7 – промывочная головка; 8 – пробка гидратная; 9 – НКТ; 10 – обсадная колонна; 11 – пакер

Для разрушения скоплений гидратов весьма эффективен метод применения электромагнитных волн сверхвысокочастотного диапазона. С точки зрения Электродинамики газопровод представляет собой волновод с неоднородным диэлектрическим заполнением. В газопроводе возбуждается

электромагнитная волна с частотой, отвечающей ее распространению с затуханием. Весьма существенно при этом, что основное затухание электромагнитная волна испытывает в гидрате и воде, и незначительное в газе и конденсате. Следовательно, поглощенная энергия электромагнитной волны приводит к нагреву и последующему разложению гидратосодержащей массы.

Возможно совмещение акустического воздействия (ультразвуковой излучатель) с тепловым. Но данная технология разрушения гидратных отложений не получила дальнейшего развития [9].

В общем случае предпочтительно применение методов предупреждения, а не удаления гидратов, этот подход позволяет избежать «пилообразного» снижения продуктивности скважины между циклами удаления отложений.

Матрица применимости технологий предотвращения и удаления гидратов отображена в таблице 1 приложения А [17].

#### **2.4. Расчет удельной дозировки и суточного расхода ингибитора гидратообразования**

Для определения удельной дозировки ингибитора гидратообразования для конкретных условий (объекта) используются различные методики от лабораторных испытаний до расчетных методов с последующей корректировкой дозировки в ходе опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

Для расчетного метода удельной дозировки реагента необходимы исходные данные:

- пластовое давление –  $P_{пл}$ , атм;
- давление на устье –  $P_{уст}$ , атм;
- температура пласта –  $T_{пл}$ , °С;
- температура на устье скважины –  $T_{уст}$ , °С;
- дебит газа –  $Q_g$ , тыс.м<sup>3</sup>/сут;
- концентрация исходного ингибитора –  $C_1$ , %;
- состав газа.

Расчет удельной дозировки ингибиторов ведется разными способами в зависимости от способности реагента переходить в газовую фазу:

- нелетучие ингибиторы (водные растворы электролитов, этиленгликоль, диэтиленгликоль);
- летучие (метанол).

Расчет удельного расхода нелетучего ингибитора  $q$  определяется количеством свободной воды (влажностендерание) в потоке газа -  $\Delta W$ , которую требуется перевести в жидкую фазу. Удельный расход нелетучего ингибитора определяют по формуле (1):

$$q = \Delta W \frac{C_2}{C_1 - C_2} \quad (1)$$

$q$  – удельный расход нелетучего ингибитора, кг на 1000 м<sup>3</sup> газа;

$\Delta W$  – количество воды, конденсирующееся из каждых 1000 м<sup>3</sup> газа (влажностендерание);

$C_1$  – концентрация ингибитора в водной фазе в точке ввода, %,

$C_2$  – концентрация ингибитора в защищаемой точке, %.

Значение концентрации ингибитора  $C_2$  в защищаемой точке определяется в зависимости от степени необходимого понижения температуры  $\Delta t$  (разность между температурой начала гидратообразования и температурой газа в защищаемой точке) по графику (рисунок 10).

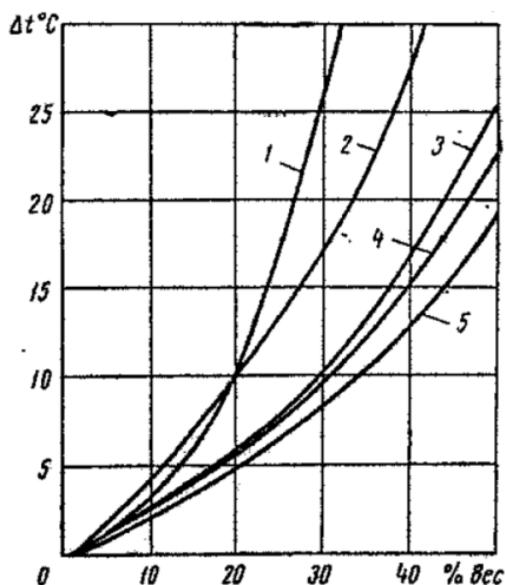


Рисунок 10 – Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации: 1- хлористый кальций; 2 – метанол; 3 – триэтиленгликоль (ТЭГ); 4 – диэтиленгликоль (ДЭГ); 5 – этиленгликоль.

Определение удельного расхода летучего ингибитора (метанол)  $q_m$  определяется количеством ингибитора, необходимого для насыщения жидкой свободной воды и количества ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы согласно формуле (2):

$$q_m = \Delta W \frac{C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 C_2 * a \quad (2)$$

где:  $q_m$  – расход метанола, кг;

$\Delta W$  – количество воды, конденсирующееся из каждых 1000 м<sup>3</sup> газа (влажностное содержание);

$C_1$  – концентрация метанола в водной фазе в точке ввода, %;

$C_2$  – концентрация метанола в жидкости для соответствующей равновесной температуры гидратообразования (в защищаемой точке), %;

$a$  – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости.

Количество воды, конденсирующееся из каждых 1000 м<sup>3</sup> газа -  $\Delta W$  определяют, как разность влажностного содержания газа в пластовых условиях  $W_1$  и на устье скважины  $W_2$ , определяется по формуле (3):

$$\Delta W = W_1 - W_2 \quad (3)$$

$W_1$  – влажностное содержание газа в пластовых условиях, кг на 1000 м<sup>3</sup> газа;

$W_2$  – влажностное содержание газа на устье скважины, кг на 1000 м<sup>3</sup> газа.

Влажностное содержание газа в пластовых условиях и на устье скважины -  $W_1$ ,  $W_2$  – определяется по номограмме (рисунок 11).

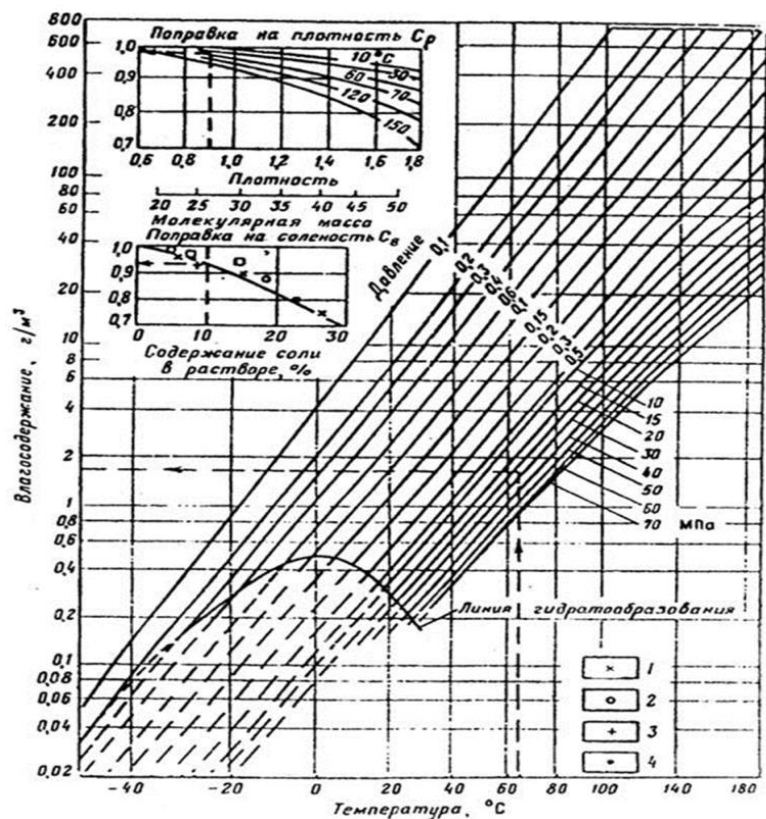


Рисунок 11 – Номограмма для определения влагосодержания природных газов

Определение равновесной температуры гидратообразования проводится по кривой фазового равновесия в системе газ – пластовая вода, построенной для конкретных условий. При данном способе определения температуры гидратообразования необходимо учитывать поправку на погрешность метода и принимать температуру на 5°C выше полученной в соответствии с графиком.

Альтернативным способом определения температуры гидратообразования является графический способ, основанный на определении относительной плотности газа и описанный далее. По формуле (4) определяется значение относительной плотности газа  $p$ . Состав и значение плотности смеси газов определяется в химической лаборатории.

$$p = p_{\text{см}} / p_{\text{в}} \quad (4)$$

$p_{\text{см}}$  - плотность смеси газов, кг/м<sup>3</sup>,  $p_{\text{в}}$  - плотность воздуха при стандартных условиях – 1,29 кг/м<sup>3</sup>.

В случае отсутствия значения плотности смеси газов ее возможно рассчитать. В соответствии с вычисленной относительной плотностью газа, заданными значениями давления определяется температура начала гидратообразования по номограмме (рисунок 12).

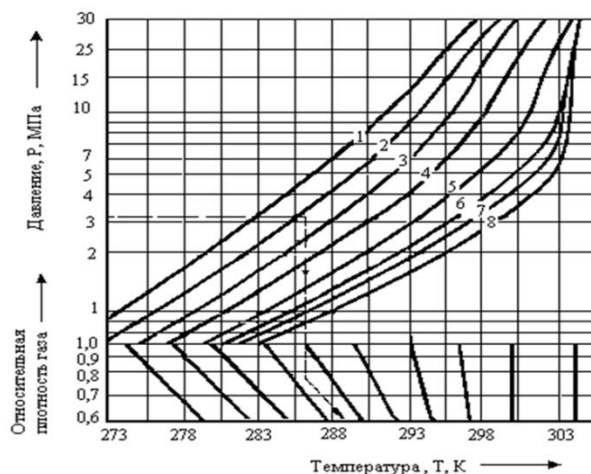


Рисунок 12 – Номограмма для определения температуры гидратообразования сероводородсодержащих газов

Весовой процент метанола в жидкости –  $C_2$  для соответствующей равновесной температуры гидратообразования ( $\Delta t$ ) определяется по рисунку 10.

Коэффициент  $a$  – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости. Значения коэффициента  $a$  при различных давлениях и температуре определяются по рисунку 13.

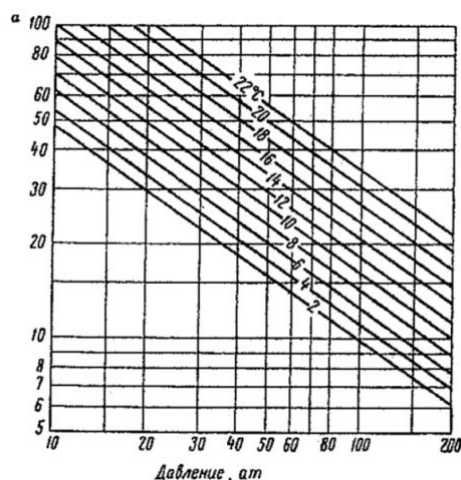


Рисунок 13 – Равновесная концентрация метанола в паровой фазе при различном давлении и температуре (в г на тыс.  $m^3$  на каждый % метанола)

Суточный расход метанола определяется по формуле (5):

$$q_{\text{сут}} = q \cdot Q_{\text{г}} \quad (5)$$

$q$  – удельный расход ингибитора, кг на 1000 м<sup>3</sup> газа,

$Q_{\text{г}}$  – суточный дебит скважины газ, тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Во избежание образования гидратов из-за неравномерности подачи реагента, нормативный расход реагента следует устанавливать на 30% больше расчетного.

#### 2.4.1. Пример расчета удельного расхода метанола

Исходные данные:

- пластовое давление  $P_{\text{пл}} = 196 \text{ атм.} = 19,6 \text{ МПа}$ ;
- устьевое давление  $P_{\text{уст}} = 100 \text{ атм.}$ ;
- температура пласта  $T_{\text{пл}} = 28^{\circ}\text{C}$ ;
- температура на устье скважины  $T_{\text{уст}} = 10^{\circ}\text{C}$ ;
- дебит газа  $Q_{\text{г}} = 260 \text{ тыс.м}^3/\text{сутки}$ ;
- концентрация исходного метанола  $C_1 = 95\%$ ;
- концентрация раствора хлорида кальция  $C_1 = 30\%$ ;
- состав и плотность газа представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Компонентный состав и плотность попутного газа

Показатель	Значение
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,8088
<b>Компонентный состав, мол., %:</b>	
Метан	83,48
Этан	3,23
Пропан	1,40
<i>i</i> -бутан	0,269
<i>n</i> -бутан	0,487
Пентан и выше	0,464
Азот	2,79
Диоксид углерода	1,94
Сероводород	5,94

Определяем влагосодержание газа в пластовых условиях и на устье



скважины по номограмме (рисунок 14):

$P_{пл} = 196 \text{ атм.} = 19,6 \text{ МПа} \approx 20 \text{ МПа}$ ;  $T_{пл} = 28^\circ\text{C}$ ;  $W_1 = 0,36 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3 \text{ газа}$ ,  $W_2 = 0,19 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3 \text{ газа}$ .

Определяем количество воды, конденсирующееся из каждых  $1000 \text{ м}^3$  газа, по формуле (3):

$\Delta W = W_1 - W_2 = 0,36 - 0,19 = 0,17 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3 \text{ газа}$ .

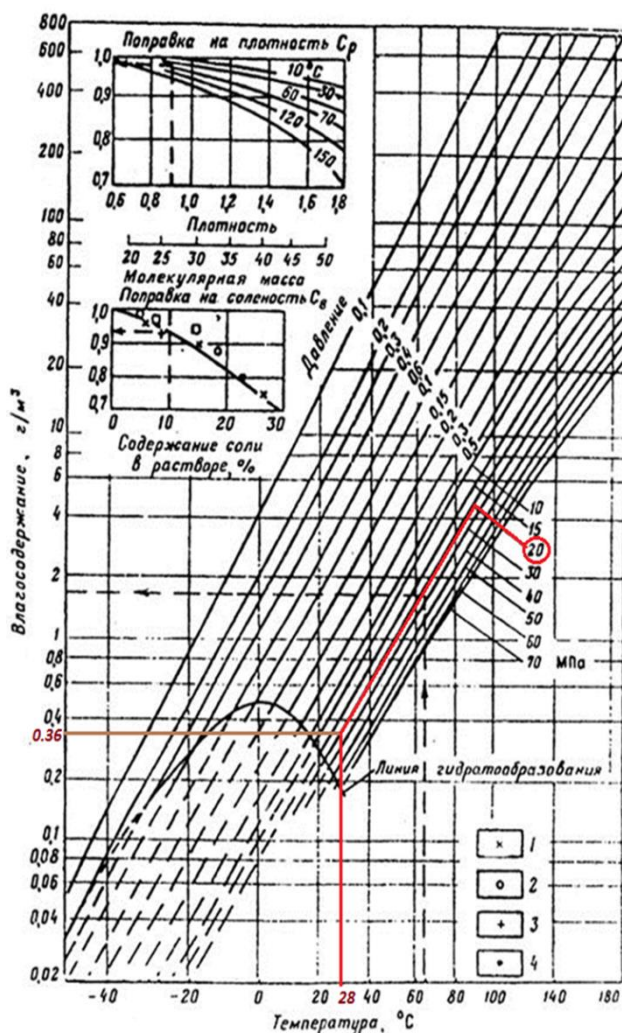


Рисунок 14 – Пример определения влагосодержания газа в пластовых условиях

Согласно кривой фазового равновесия температура гидратообразования при давлении на устье  $P=100 \text{ атм.}$  составит  $23^\circ\text{C}$ . Таким образом, принимаем температуру начала гидратообразования равной  $28^\circ\text{C}$  на  $5^\circ\text{C}$  выше полученной в соответствии с графиком.

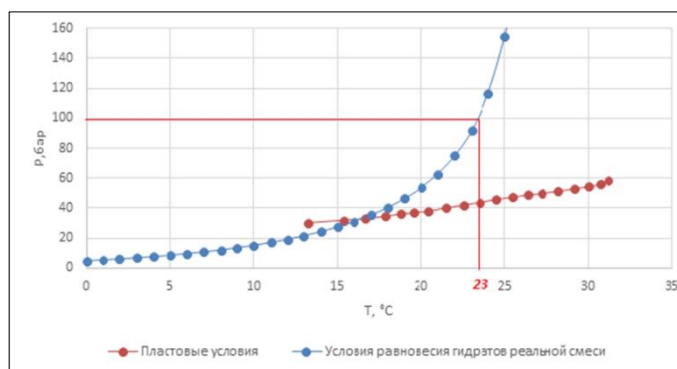


Рисунок 55 – Пример определения температуры гидратообразования по кривой фазового равновесия

Возможно определение равновесной температуры гидратообразования по относительной плотности газа  $p$  по формуле (4):

$$p = p_{\text{см}} / p_{\text{в}} = 0,8088 / 1,293 = 0,63 \text{ кг/м}^3$$

В соответствии с вычисленным значением относительной плотности газа -  $0,63 \text{ кг/м}^3$ , заданными значениями давления - давлению на устье 100 атм. (10МПа) по номограмме для сероводородсодержащих газов, приведенной на рисунке 16.

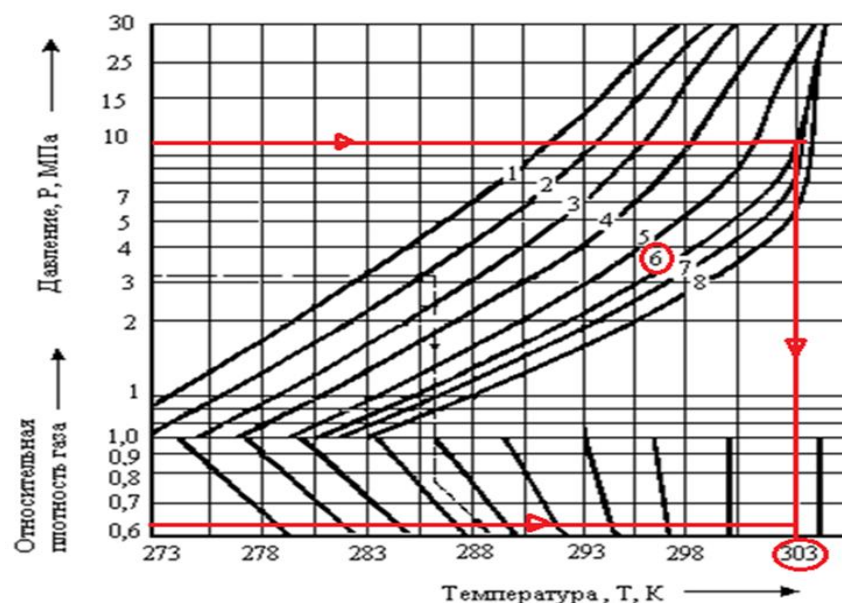


Рисунок 66 – Пример определения температуры гидратообразования

Величина температуры гидратообразования составляет 303K или 30°C.

Определяем весовой процент реагента в жидкости в защищаемой точке, для чего определяем  $\Delta t$  - разницу температуры начала гидратообразования и

фактически имеющуюся температуру в защищаемой точке, которая в данном случае равна температуре на устье -  $10^{\circ}\text{C}$ .

Таким образом, необходимо обеспечить снижение температуры гидратообразования на  $20^{\circ}\text{C}$ , следовательно массовая концентрация метанола в жидкости в защищаемой точке для обеспечения данной разницы температур согласно графику (рисунок 17), составит 34%.

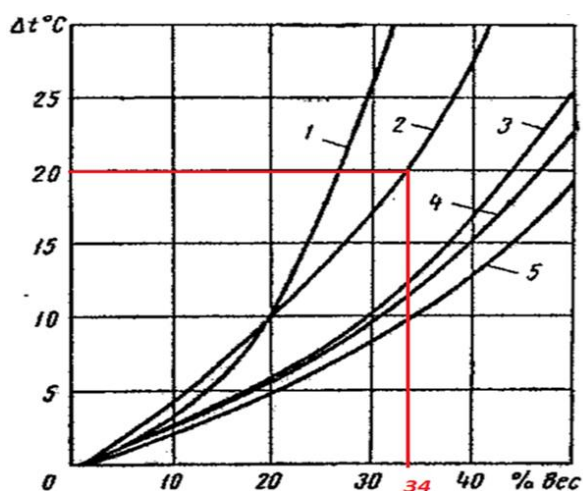


Рисунок 77 – Пример определения весового процента реагента

Коэффициент  $\alpha$  определяется по равновесной концентрации реагента в паровой фазе при давлении  $P_{\text{уст}} = 100$  атм. (10МПа) и температуре  $T_{\text{уст}} = 10^{\circ}\text{C}$  на устье скважины, согласно номограмме (рисунок 18). Коэффициент  $\alpha = 16$ .

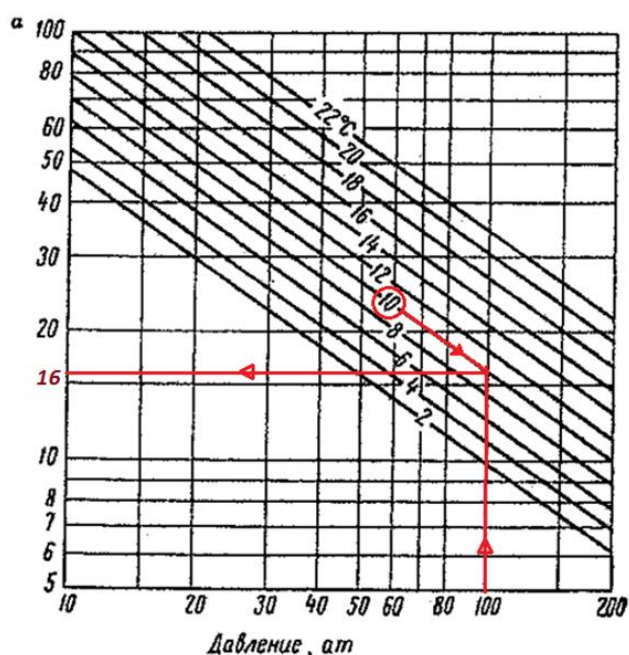


Рисунок 88 – Пример определения коэффициента  $\alpha$

Определяем удельный расход метанола по формуле (2):

$$q_m = \Delta W \frac{C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 C_2 * a = 0,17 \cdot 32 / (95 - 32) + 0,001 \cdot 32 \cdot 16 = 0,598 \text{ кг/тыс.м}^3$$

Определяем суточный расход метанола (расчетный) по формуле (5):

$$q_{\text{сут}} = q \cdot Q_r = 0,598 \cdot 260 = 155,48 \text{ кг/сут.}$$

Во избежание образования гидратов вследствие неравномерности подачи метанола расход метанола следует устанавливать на 30% выше расчетного:

$$q_{\text{сут}} = 155,48 + 155,48 \cdot 0,3 = 202,12 \text{ кг/сут [16].}$$

## **2.5. Совершенствование технологии борьбы с гидратопарафинообразованием промыслового оборудования**

Одним из эффективных методов воздействия одновременно на отложения и гидратов и парафинов на стенках и рабочих частях промыслового оборудования является комплекс специально приготовленных реагентов пено-солевой композиции (ПСК-2) и кислотной композиции (ПМК-1), состоящих из комбинации ПАВ, газогенерирующего раствора, структурообразователя пены. Воздействие обусловлено генерацией большого количества тепла и инертных газов в ходе химической реакции в НКТ или затрубном пространстве над парафино-гидратной пробкой с пенообразованием. В результате выделения тепла непосредственно над гидратной пробкой происходит разрушение гидратов, а выделившаяся вода связывается в пену.

Теплотворная способность состава – 4300 кДж/кг, т.е. 100 кг состава нагревают 1,3 м<sup>3</sup> воды от 15°C до 100°C.

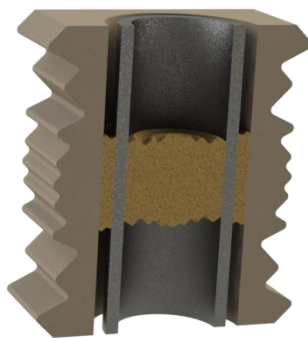


Рисунок 19 – Гидратопарафиновая пробка в скважине

Пено-солевая композиция (ПСК-2) предназначена для применения в нефтяной и газовой промышленности для генерации газа и пены при совместном использовании с ПАВ-кислотной композицией ПСК-1. ПСК-2 представляет собой комплекс реагентов, обеспечивающих выделение азота, генерацию и стабилизацию пенных систем.

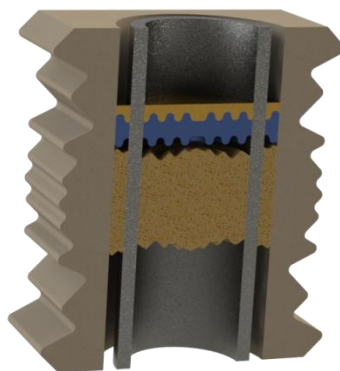


Рисунок 20 – Закачка ПАВ кислотной композиции (ПСК-1) и Пено-солевой композиции (ПСК-2)

#### Преимущества

Удаление парафиногидратообразований:

- без изменения компоновки подземного оборудования;
- без изменения технологии добычи нефти и газа.

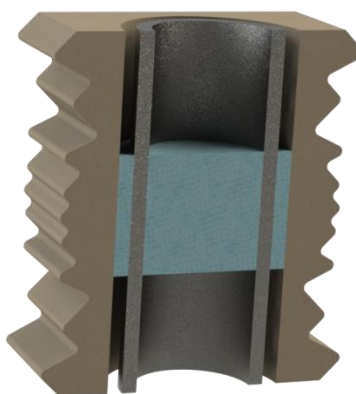


Рисунок 21 – Разрушение гидратов. Диспергирование парафинов

Ввод химических реагентов, в случае глухой пробки, производится через лубрикатор, который устанавливается на фонтанную арматуру скважины.

В случае наличия сообщения с пластом/циркуляции в скважине закачивается стандартной насосной техникой (насосный агрегат (типа ЦА-320) и кислотник (типа СИН 32) через тройник).

При необходимости закачка может осуществляться путем подачи растворов химических реагентов как в НКТ, так и в затрубное пространство [10].

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Шупикову Александру Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов для проведения мероприятия	Оценка затрат на проведение мероприятия по закачке метанола в скважину
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Расчет себестоимости продукции и ликвидации гидратообразования при закачке метанола в скважину	Проведены расчеты материальных затрат, численности персонала и ФОТ, амортизации основных средств.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявлено, что применения новых, снижающих затраты методов подготовки продукции и борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин оправдано.
Перечень графического материала:	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.03.2018
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Шупиков Александр Александрович		29.03.2018

### 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

#### Расчет себестоимости продукции и ликвидации гидратообразования при закачке метанола в скважину

При закачке метанола на забой скважины при помощи оборудования для дозированной подачи химического реагента, потребление метанола составляет примерно 6,5 тыс. л/год на весь фонд действующих на месторождении скважин.

Для обслуживания блока подачи метанола необходимая численность персонала составляет 2 человека: оператор по добыче нефти и газа 5 разряда и оператор КИПиА [11].

Таблица 5 – Расчет материальных затрат

Наименование материалов	Единицы измерения	Расход, единиц	Цена с НДС, руб.	Стоимость, руб.
Метанол	кг	10475	25,0	261875
Итого	-	-	-	261875

#### Расчет численности персонала и фонда оплаты труда

Таблица 6 – Расчет численности персонала и фонда оплаты труда.

Должность	Разряд	Часовая тарифная ставка (руб.)	Отработано часов	Тарифный фонд оплаты труда (руб.)
Оператор по добыче нефти и газа	5	180,63	1903	343739,0
Оператор КИПиА	4	203,5	1903	387260,5
Итого				730999,5

В соответствии с премиальным положением определяем размер премии (25% от тарифного фонда оплаты труда):

$$\text{Пр} = 730999,5 \cdot 0,25 = 182,7 \text{ тыс. руб.};$$

Определяем размер северных и районных льгот, а также доплату за вредность:

$$\text{Ск} = (730999,5 + 182,7) \cdot 0,5 = 456,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Рк} = (730999,5 + 182,7) \cdot 0,5 = 456,9 \text{ тыс. руб.}$$



$\text{Вред} = (730999,5 + 182,7) * 0,05 = 45,7$  тыс. руб.

Определяем годовой фонд оплаты труда рабочих:

$\text{ФОТ} = 730,99 + 182,7 + 456,9 + 456,9 + 45,7 = 1873,1$  тыс. руб.

### **Расчет амортизации основных средств**

Размер амортизации основных средств определяется исходя из балансовой стоимости основных средств и общей нормы амортизации.

Таблица 7 – Расчет амортизации основных средств

Наименование основных средств	Первоначальная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации руб.
Метанольная установка	1738500	Линейная (6 лет)	289750
Итого			289750

### **Расчет полной себестоимости сбора и подготовки природного газа**

Таблица 8 – Расчет полной себестоимости

Наименование экономических элементов себестоимости	Сумма затрат, тыс. руб.
Материальные затраты	261,9
Расходы на оплату труда	1873,1
Взносы на ОПС, ФСС, ФОМС (27,3% от ФОТ)	560,3
Амортизация основных средств	260,8
Прочие затраты 15% от суммы вышеуказанных затрат (материалы, все виды энергии, комплектующие и запасные части)	436,1
Итого:	3343,2
Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	534,9
Итого затраты	3878,1

По результатам расчетов видно, что структура затрат в основном состоит из расходов на оплату труда и затрат на установки и реагенты для подготовки газа и борьбы с гидратообразованием.

Экономический эффект обеспечивается за счет бесперебойной добычи газа благодаря своевременному предупреждению гидратообразования. Исходя из таблицы 8, для полного проведения работ, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 3 878,1 тысяч рублей.

Из чего следует оправданность применения новых, снижающих затраты методов подготовки продукции и борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, приводящими к простоям в работе и дорогостоящему ремонту.

## Задание для раздела

### «Социальная ответственность»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Шупикову Александру Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<b>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:</b>	Объектом исследования является система сбора и подготовки газа и газоконденсата.
--	--

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Производственная безопасность</b>	Анализ выявленных вредных и опасных факторов при исследовании системы сбора: 1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; 2. Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении; 3. Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Электробезопасность; 6. Работа с оборудованием под давлением.
<b>2. Экологическая безопасность</b>	- анализ воздействия объекта на атмосферу (пары природного газа и метанола); - анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды); - анализ воздействия объекта на литосферу (разливание буровых растворов и химических агентов). - решение по обеспечению экологической безопасности.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- рассмотрение наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>30.03.2018</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОКД ИШНКБ	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		30.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Шупиков Александр Александрович		30.03.2018

## 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Работы включают в себя следующие технологические операции: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в систему сбора и подготовки продукции, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

### 4.1.Производственная безопасность

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 9.

Таблица 9 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подача метанола в возможные места образования гидратной пробки на промысле; 2. Работа с машинами и механизмами 3. Установка и снятие заглушек;	1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 2. Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении 3. Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. 1.Электробезопасность; 2. Работа с оборудованием под давлением.	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.008-76

#### **4.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

##### **Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ**

Для предотвращения образования газогидратных пробок на ЗГКМ используется метанол, который представляет большую опасность производства для обслуживающего персонала и населения. Метанол - сильный яд, действующий на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров. Небольшое количество метанола (до 10-15г) приводит к тяжелым отравлениям. ПДК для данного вещества указана в Таблице 10 [12]. При работе с метанолом необходимо соблюдать требования техники безопасности согласно ГОСТ 12.1.007-76.

Средства индивидуальной защиты для предотвращения отравления метанолом: противогаз с коробкой марки А, резиновые сапоги и перчатки.

Пролитый при авариях или других случаях метанол смывается большим количеством воды, но не менее 2-х объемов. Фланцевые соединения на трубопроводах метанола окожушиваются и пломбируются.

##### **Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении**

Нормы производственного микроклимата установлены в ССБТ ГОСТ 12.1.005-88. Они едины для всех производств и всех климатических зон с некоторыми незначительными отступлениями.

В этих нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении.

Таблица 10 – Характеристики пожаро-, взрывоопасных и токсических свойств сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства [12]

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции	Агрегатное состояние при рабочих условиях	Класс опасности ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы, % об.		Характеристика токсичности (воздействия на организм человека)	ПДК веществ в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88[2]), мг/м <sup>3</sup>
			Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенения	Ниж	Верх		
Газ природный	Газ	4	-191		537	5	15	Действует удушающе при незначительном, менее 18%, содержании O <sub>2</sub> в воздухе. Вызывает расстройство нервной системы	300
ДЭГ	Жидкость	3	123	133 - 203	380	1.05	22.07	При приеме внутрь - яд. Возможны хронические отравления при вдыхании паров	10
Метанол	ЛВЖ	3	6		440	6	34	Сильный яд, действует на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров.	5
Конденсат газа	ЛВЖ	4	<-40		287	1.4	7.7	Действует на центральную нервную систему. При длительном вдыхании паров в концентрациях значительно превышающих ПДК, появляется головокружение, тошнота, головная боль и слабость, а при значительных концентрациях может наступить отравление. Может вызвать заболевания: дерматит и экзему.	300
Керосин	ЛВЖ	4	28	25 - 105	230	1.8	8	Керосин является малоопасным продуктом. В помещениях для хранения керосина не допускается хранить кислоты, баллоны с кислородом и другие окислители.	300

В рабочей зоне производственного помещения согласно ГОСТ 12.1.005-88 могут быть установлены оптимальные и допустимые микроклиматические условия.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 12-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 11, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года (СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений).

Таблица 11 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
	Iб (140 - 174)	21 - 23	20 - 24	60 - 40	0,1
	IIa (175 - 232)	19 - 21	18 - 22	60 - 40	0,2
	IIб (233 - 290)	17 - 19	16 - 20	60 - 40	0,2
	III (более 290)	16 - 18	15 - 19	60 - 40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23 - 25	22 - 26	60 - 40	0,1
	Iб (140 - 174)	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
	IIa (175 - 232)	20 - 22	19 - 23	60 - 40	0,2
	IIб (233 - 290)	19 - 21	18 - 22	60 - 40	0,2
	III (более 290)	18 - 20	17 - 21	60 - 40	0,3

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.



Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 3 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более  $3^{\circ}\text{C}$ ;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:
  - при категориях работ Ia и Ib –  $4^{\circ}\text{C}$ ;
  - при категориях работ IIa и IIб –  $5^{\circ}\text{C}$ ;
  - при категории работ III –  $6^{\circ}\text{C}$ .

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

### **Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении**

При подготовке природного газа к транспортировке должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры с отбором проб воздушной среды в производственных помещениях, а при появлении загазованности - приниматься меры по ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше  $300\text{ мг/м}^3$  (Таблица 9) работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

Во всех производственных помещениях установлены приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением. В производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление больших количеств горючих газов, аварийная вентиляция совместно с основными системами обеспечивает дополнительный воздухообмен.

Для защиты от воздействия природного газа, действующего удушающе в больших концентрациях, используют следующие индивидуальные средства защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки АХ или В, изолирующие противогазы марки РКК-1 и КИП-7.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения.

#### **4.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

##### **Электробезопасность**

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79.

Согласно ПОТ Р М-016-2001 установлено 5 квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляция проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, оголенные электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (боты), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы транспортируются по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

### **Работа с оборудованием под давлением**

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью  $1\text{ м}^3$ , находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа, составляет 13 МВт.

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115°С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

Правила устанавливают специальные требования безопасности к конструкции и материалам сосудов, к изготовлению, монтажу и ремонту, к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам, к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов, к содержанию и обслуживанию их.

Конструкция сосудов должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность осмотра, очистки, промывки, продувки и ремонта сосудов. Так, сосуды с внутренним диаметром более 800 мм должны иметь люки, а с диаметром менее 800 мм - лючки в местах, доступных для обслуживания.

### **Пожаробезопасность и взрывобезопасность**

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012.

На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 % об. (Таблица 9). Для взрыво- и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляются мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся учения.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам (огнетушители, пожарные краны, пожарный инвентарь).

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01.

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности.

На УКПГ наружное пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно.

Внутреннее пожаротушение, кроме автоматического, осуществляется из внутреннего противопожарного водовода, через установленные на нем краны, количество которых соответствует параметрам помещений.

При возникновении пожара, кроме централизованного отключения вентиляционных систем, предусмотрена их автоматическая блокировка, за исключением вентиляционных систем обслуживающих тамбур шлюзы, на канализационных сетях промстока установлены гидрозатворы.

Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СП 112.13330.2011. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее 0,05 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> объема взрывоопасного помещения.

В производственных помещениях, в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

#### **4.2 Экологическая безопасность**

Особое отрицательное воздействие на природные ресурсы и компоненты окружающей среды оказывают вредные факторы, представленные в Таблице 12, где также описаны основные природоохранные мероприятия.

Таблица 12 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации систем подачи химических веществ

<b>Природные ресурсы и компоненты окружающей среды</b>	<b>Вредные воздействия</b>	<b>Природоохранные мероприятия</b>
Атмосферный воздух	Выбросы продуктов сгорания природного газа	Тщательный контроль за оборудованием
Вода и водные объект	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства)
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими веществами	Отправление отходов на полигон для их дальнейшей утилизации.
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание.

#### **4.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Атмосферный воздух в районе Заполярного НГКМ загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций; для сжигания загрязненных промстоков на горизонтальных факельных установках (ГФУ).

Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин.

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

В целях обеспечения содержания вредных веществ в приземном слое атмосферы в количествах, не превышающих их предельно-допустимую концентрацию в воздухе, по каждому стационарному источнику выбросов расчетным путем (с учетом рассеивания) определены максимальные величины предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Основные мероприятия, проводимые в ООО "Х" по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают в себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;
- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ.



#### **4.2.2 Мероприятия по охране водных объектов**

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

В связи с ограниченной способностью водоемов Крайнего Севера к самоочищению, обусловленной низкими температурами и коротким летом, практически все хозяйственно-бытовые стоки в ООО "Газпром добыча Ямбург" подвергаются биологической очистке до нормативных требований на канализационно-очистных сооружениях (КОСах). Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, а в аварийных случаях сжигаются на горизонтальных факельных установках.

Эффективность очистки сточной воды на КОСах постоянно контролируется работниками технологической (ПХБЛ) и ведомственной лаборатории охраны окружающей среды (НИЛ ООСиПС Управления НИПР).

Регулярному контролю подвергается вода Обской губы, являющейся источником питьевого водоснабжения объектов ООО "Газпром добыча Ямбург".

#### **4.2.3 Мероприятия по охране литосферы**

Почвы в условиях Крайнего Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) - стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях, естественным путем происходит длительное время - в течение 90-100 лет.

С целью предотвращения загрязнения почв ООО «Газпром добыча Ямбург» осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий Заполярного НГКМ, универсальной травосмеси;
- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома на отдельно отведенных площадках;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период; ведомственной лабораторией предприятия (НИЛ ООСиПС) планомерно производится контроль экологического состояния территории промысла, промзоны, жилых поселков.

Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасности экологичности производственных процессов, применяемых в ООО "Х", достаточно эффективен для надежной эксплуатации объектов УКПГ и грамотного проведения работ по предотвращению и ликвидации гидратов.

#### **4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В Ямало-Ненецком автономном округе характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, сильные морозы, метели и снежные заносы.
- техногенного характера: пожары, взрывы, отключение электроэнергии, аварии с выбросом (угрозой выброса) аварийно химически опасных веществ.

На газовом промысле велика угроза выброса горючего природного газа вследствие неисправности применяемого оборудования, применения

неправильных и опасных приемов работы, неудовлетворительной постановки обучения и инструктажа рабочих, не использования защитных средств и приспособлений по технике безопасности, что может привести к возгоранию и, впоследствии, к взрыву.

В связи с этим необходимо категорически запрещать курение в производственных помещениях и на территории УКПГ; производство огневых работ допускать только по специальному письменному разрешению; не разрешать проверять зажигание "на искру" во взрывоопасных помещениях; в случае выхода из строя постоянного взрывобезопасного освещения разрешать пользоваться только взрывобезопасными фонарями шахтного типа; ремонт электропроводки и смена ламп во взрывоопасных помещениях разрешать только при обесточенной линии; категорически запрещать определять утечки или наличие газа в помещении при помощи огня; при производстве работ во взрывоопасных помещениях запрещать применение ударных стальных слесарных и кузнечных инструментов; ударные инструменты должны быть изготовлены из цветных металлов (медь, латунь, бронза); запрещать хранение в производственных помещениях промасленных обтирочных материалов, т.к. возможно их самовозгорание.

Этот комплекс мероприятий обеспечивает безопасное ведение процесса и защиту обслуживающего персонала [13].

Для ликвидации аварии следует точно определить место утечки, локализовать опасный участок, далее следовать плану ликвидации возможных аварий и пожаров, который разработан для каждого цеха.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов,

осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от ЧС;
- организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;
- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

#### **4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

К работам на производственных объектах допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в условиях Крайнего Севера и с учетом вредных и опасных производственных факторов, прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При работе в условиях крайнего севера, или регионах приближенным к условиям крайнего севера, к размеру заработной платы персонала добавляются так же соответствующая надбавка, районный коэффициент, надбавка за вахтовый метод работы, согласно статьям трудового кодекса 316. районный коэффициент к заработной плате и 317. процентная надбавка к заработной плате, так же предоставления ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, согласно статье 321.

Рабочая площадка оператора представляет собой кустовую площадку, расположенную на определённом удалении от основного места пребывания. Кустовая площадка оборудована блоком управления погружного оборудования, автоматической групповой замерной установкой, а так же сетью фонтанных арматур со специально установленными площадками для удобства и безопасности выполнения оператором необходимых технологических операций, согласно нормам технологического проектирования объектов сбора,

транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений [12].

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников. Работникам предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Образование гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи и транспортировки природного газа.

Планирование мероприятий по защите от гидратообразования, выбор применяемых технологий в значительной степени зависит от зоны отложения гидратов и их типа. Для определения места образования гидратов необходимо знать:

- состав газа;
- фазовое состояние и минерализацию воды;
- равновесные условия зависимости  $p$ - $t$ ;
- фактическое изменение давления и температуры.

Все применяемые методы борьбы с гидратами основаны на изменении энергетических соотношений молекул газа-гидратообразователя и воды. Целесообразность применения того или иного метода или их комбинирование определяется технологическими возможностями, а также результатами всестороннего технико-экономического анализа в каждом конкретном случае.

Анализ существующих методов предотвращения и борьбы с образованием гидратопарафиновых отложений показал, что перспективным направлением является разработка комплексных видов воздействия на различные виды осложнений, что может значительно оптимизировать затраты на разработку месторождений.

В общем случае предпочтительно применение методов предупреждения, а не удаления гидратов, этот подход позволяет избежать «пилообразного» снижения продуктивности скважины между циклами удаления отложений.

На сегодняшний день основным методом предупреждения гидратообразования и гидратоотложения является использование ингибиторов гидратообразования, а именно метанола. Однако, несмотря на все плюсы его использования, остаются серьезные недостатки, связанные с недостаточной

проработанностью технологий утилизации отработанных растворов низких концентраций, ядовитостью и пожароопасностью.

Но в настоящее время технологии борьбы с образованием гидратопарафиновых пробок активно совершенствуются, стоит отметить разработку таких комбинаций ПАВ, воздействие которых обусловлено генерацией большого количества тепла и в ходе химической реакции.

### **Список используемых источников:**

1. Ганеева Ю.М., Халикова Д.А., Юсупова Т.Н. К вопросу о классификации асфальтосмолопарафиновых отложений // Технологии нефти и газа. — 2008. — №1. — С. 10-13.
2. Н.В. Чухарева Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов. Расчет необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидрачивания.
3. Багаутдинов Н.Я. Научные основы и технологии воздействия физических полей на гидратопарафиновые отложения в нефтяных скважинах: Автореф. дис ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Уфа, 2007. – 44 с.
4. Батманов К.Б. Исследование нефти и конденсата Карачаганакского месторождения // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. — 2008. — №1. — С. 13.
5. Мурзагулов Б.Р. Совершенствование эксплуатации добывающих скважин и нефтегазовых шлейфов в условиях образования парафиногидратных отложений: Автореф. дис ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Уфа, 2011. – 23 с.
6. Юнусов Р.Ю. Совершенствование методов предупреждения парафиноотложений при эксплуатации скважин нефтегазоконденсатных месторождений: Автореф. дис ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Ухта, 2009. – 23 с.
7. Малахов А.И. Использование химических реагентов в технологических процессах добычи, сбора и подготовки газа. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 48 с.
8. [neftandgaz.ru/?p=466](http://neftandgaz.ru/?p=466).
9. Ширшова А.В., Бердышев А.Н. Экспериментальное исследование диэлектрических параметров газогидрата пропана на низких частотах



- электромагнитного поля // Современная наука: актуальные проблемы и пути их решения. — 2016. — №3. — С. 17-21.
10. [oogeos.pf/likvidatsiia\\_ghidratnykh\\_i\\_parafinovykh\\_probok](http://oogeos.pf/likvidatsiia_ghidratnykh_i_parafinovykh_probok).
11. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник / под ред. проф. Дунаева В. Ф. — М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2005. — 372с.
12. ОАО "Газпром", ООО "Газпром добыча Ямбург". Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа УКПГ-1С. — 2008. — 337 с.
13. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». — Н.Уренгой, 2001. — 345 с.
14. Стецюк И.А. Анализ эффективности применения различных методов защиты ГНО скважин осложненного фонда ООО «РН-Пурнефтегаз» // Инженерная практика. — 2017. — №8. — 104 с.
15. М-01.02.07.05-07 «Расчет потребности в реагентах для процессов удаления и предотвращения гидратообразования химическими методами».
16. М-01.02.07.05-02 «Выполнение работ по удалению и предотвращению гидратообразования».
17. М-01.02.07.05-01 «Планирование работ по удалению и предотвращению гидратообразования».

Приложение А.

Таблица 1 – Матрица применимости технологий предотвращения и удаления гидратов

Способ	Границы применимости метода	Условия не возможности реализации технологии	Преимущества	Недостатки
<b>Предотвращение отложений</b>				
<b>Снижение давления (дренирование)</b>	Нет ограничений по дебиту и обводненности	Требуется адаптация технологии к условиям гидратообразования	Простота реализации	Не всегда технологически осуществимо
<b>Применение ингибиторов:</b>				
Термодинамических	Мало- и среднеобводненные скважины (до 60 %)	Несовместимость добываемых флюидов с метанолом (высаливание солей, выпадение АСПО)	Высокая эффективность, гибкость технологии, возможность изменения дозировки	Несовместимость с пластовой водой
Кинетических	Обводненные скважины	Ограниченное время ингибирования определяемое типом ингибитора	Высокая эффективность, гибкость технологии	Затраты на подбор и закупку ингибитора, обслуживание дозаторов
<b>Удаление отложений</b>				
<b>Технологические методы:</b>				
<b>Снижение давления (дренирование)</b>	Нет ограничений по дебиту и обводненности, маломощные пробки	Объемные отложения, несколько последовательно расположенных пробок	Простота реализации	Низкая эффективность. Риск гидроударов при разрушении пробки
<b>Химические методы:</b>				
Экзотермические реакции	Нет ограничений по дебиту и обводненности, маломощные отложения, не содержащие механических примесей	Поглощение продуктов реакции пластом, несовместимость продуктов реакции с пластовой водой и нефтью	Эффективность определяется длиной отложений	Высокая трудоемкость и стоимость обработки, использование квалифицированного персонала

Способ	Границы применимости метода	Условия не возможности реализации технологии	Преимущества	Недостатки
Применение растворителей (метанол, гликоли и др.)	Нет ограничений по дебиту и обводненности, маломощные пробки с преобладанием гидратной составляющей	Объемные отложения, несколько последовательно расположенных пробок	Гибкость в реализации	Обязательное наличие условий циркуляции в скважине (не глухая пробка). Токсичность метанола.
<b>Термические методы:</b>				
Электронагрев	Нет ограничений по дебиту и обводненности, маломощные отложения, не содержащие механических примесей	Тугоплавкие отложения с большим содержанием асфальтенов и мехпримесей.	Метод используется для ликвидации "глухих" пробок	Высокие эксплуатационные затраты (электроэнергии), низкая эффективность технологии (50 %), повышенные требования к конструкции нагревательных элементов и кабельным соединениям при работе в агрессивной среде
Циркуляция горячей нефти, воды	Нет ограничений по дебиту и обводненности. Глубина начала образования отложений не более 200-400 м. Динамический уровень > 600 м	Глубина начала выпадения АСПО ниже 400 м от устья. Динамический уровень выше 400 м	Использование доступных реагентов и технических средств	Непроизводительные потери тепла в грунт при закачке через затруб. Тепловое воздействие на кабель УЭЦН. Стеkanie парафина по НКТ с возможным перекрытием проходного сечения. При использовании пара и водных растворов риски коррозии металла
<b>Механические методы (разбуривание и др.)</b>	Нет ограничений по дебиту и обводненности	Отсутствие доступа к отложениям	Высокая эффективность, полнота очистки	Высокие эксплуатационные затраты